

УДК 532.546

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ¹⁾**Т.Р. ЗАКИРОВ***Казанский (Приволжский) федеральный университет**E-mail timurz0@mail.ru***SIMULATION OF HEAT TREATING THE OIL COLLECTOR USING ACID EXPOSURE ON NEAR-WELLBORE ZONE****T.R. ZAKIROV***Kazan Federal University***Аннотация**

Моделируется технология теплового воздействия на нефтяную залежь в комбинации с кислотной обработкой прискважинной зоны пласта. Выполнено сравнение коэффициента извлечения нефти в случаях обычного заводнения, заводнения с закачкой теплоносителя, заводнения с применением кислоты и комбинированной технологии. Показано, что комбинированное использование теплового воздействия и кислотной обработки, является наиболее эффективным режимом добычи нефти.

Ключевые слова: математическое моделирование, теплопроводность, кислота, функция распределения.

Summary

The study deals with the problem of thermal exposure on the oil reservoir using acidizing of near-wellbore zone. There is a comparison of the oil recovery factor in cases of conventional water flooding, water flooding with the injection of coolant, water flooding with acid exposure and mixed technology. The obtained results show that the joint exposure of heat and acid treatment is the most effective mode of the oil recovery.

Summary of paper

Key words: mathematical modelling, thermal conductivity, acid, distribution function.

Введение

На сегодняшний день значительная доля известных запасов нефти в мире характеризуется ее высокой вязкостью. Высокая вязкость нефти – важный фактор, негативно сказывающийся на ее подвижности в пористой среде и отрицательно влияющий на коэффициент извлечения. Одним из наиболее распространенных методов уменьшения вязкости нефти является тепловое воздействие на пористую среду (см. [1, 2]). Однако, вследствие теплового рассеяния через кровлю и подошву коллектора, область повышенной температуры, в результате нагнетания теплоносителя, бывает невелика.

В случаях, когда закачка теплоносителя проводится в залежах со слабыми фильтрационными параметрами, зону теплового воздействия можно увеличить при помощи кислотной обработки прискважинной зоны коллектора, увеличивая тем самым его проницаемость (см. [3, 4]). В настоящей работе проводятся

¹⁾ Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, за счет субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, а также гранта РФФИ № 14-01-31096 мол_а

вычислительные эксперименты по комбинированному использованию теплового воздействия и кислотной обработки пористой среды.

1. Постановка задачи. Основные уравнения

Рассматривается двухфазная трехкомпонентная (нефть, вода, кислота) неизотермическая фильтрация несжимаемых не смешивающихся жидкостей в недеформируемом пористом теле. Моделируется тепловое воздействие на пористую среду с применением кислотной обработки приквасинной зоны пласта.

Законы сохранения двухфазной трехкомпонентной фильтрации запишем в виде уравнений неразрывности для нефти и воды (см. [5])

$$\frac{\partial(mS_\alpha)}{\partial t} + \operatorname{div} U_\alpha = q_\alpha, \quad (\alpha = o, w); \quad (1)$$

уравнения неразрывности для кислоты (см. [3]).

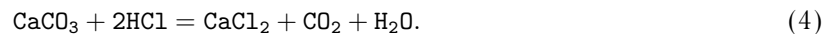
$$\frac{\partial(mS_\alpha)}{\partial t} + \operatorname{div} U_c = q_c; \quad (2)$$

уравнений движения для нефти, воды и кислоты:

$$U_\alpha = -K_\alpha \operatorname{grad} P, \quad U_c = CU_w. \quad (3)$$

В приведенных выше соотношениях ($\alpha = o, w$), где индексами «o» и «w» помечены параметры нефтяной и водной фазы, U_α — скорость фильтрации фазы α , P — давление в фазах, S_α — насыщенность пористого тела фазой α ($S_o + S_w = 1$), C — концентрация кислоты, m — пористость, $K_\alpha = kf_\alpha/\mu_\alpha$, k — абсолютная проницаемость, μ_α — динамическая вязкость, f_α — функция относительной фазовой проницаемости, q_w — интенсивность образования воды в результате химической реакции (карбоната кальция и соляной кислоты), q_c — источник, характеризующий уменьшение массы кислоты в результате ее реакции с породой.

Уравнение химической реакции взаимодействия соляной кислоты с карбонатной породой имеет вид:



В результате реакции растворившийся объем породы будет замещен продуктами реакции (правая часть уравнения). Так как одним из образующихся веществ будет вода (со стехиометрическим коэффициентом равным единице), можно принять, что $q_w = \frac{\partial m}{\partial t}$.

Уравнение переноса тепла в пористом теле запишем в виде [1]

$$\frac{\partial(GT)}{\partial t} = \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T) - \operatorname{div}((c_w \rho_w U_w + c_o \rho_o U_o)T). \quad (5)$$

Левое слагаемое в правой части данного уравнения характеризует перенос тепла за счет градиента температуры (параметр T), а правое слагаемое — за счет конвективного переноса тепла жидкостями. Параметр $G = m\rho_o S_o c_o + m\rho_w S_w c_w + (1-m)\rho_n c_n$ — объемная теплоемкость, ρ_α — плотность жидкостей, ρ_n — плотность породы скелета, c_α — удельная теплоемкость жидкостей, c_n — удельная теплоемкость пористой среды, λ — коэффициент теплопроводности.

Зависимость вязкости нефти от температуры представим следующей зависимостью (см. [1]):

$$\mu = \mu_0 \exp(-A(T - T^0)),$$

где μ_0 — начальная вязкость нефти, T и T^0 — текущее и начальное значения температуры, соответственно, A — коэффициент, получаемый из экспериментальных данных.

Пусть процесс фильтрации происходит в области Ω , с границей Γ , состоящей из трех частей — Γ_1 , Γ_2 , Γ_3 . Будем считать, что для начального момента времени известно распределение водонасыщенности, температуры и концентрации кислоты, причем температура коллектора и насыщающих его жидкостей совпадает:

$$S(x, y, z, 0) = S^0(x, y, z), \quad T(x, y, z, 0) = T^0(x, y, z) \quad \text{и} \quad C(x, y, z, 0) = C^0(x, y, z).$$

На участке границы Γ_1 (входная часть границы) будем считать известными давление, насыщенность, температуру и концентрацию кислоты:

$$P|_{\Gamma_1} = P^0, \quad S|_{\Gamma_1} = S^*, \quad T|_{\Gamma_1} = T^*, \quad \text{и} \quad C|_{\Gamma_1} = C^*.$$

На участке границы Γ_2 (выходная часть границы) будем считать заданным давление:

$$P|_{\Gamma_2} = P^N.$$

Часть границы Γ_3 (внешняя часть) будем считать непроницаемой для жидкостей, но проницаемой для потоков тепла. Количество тепла, теряемое пластом через эту границу, будем вычислять по формуле: $q|_{\Gamma_3} = \lambda(T|_{\Gamma_3} - T^\infty)$, где T^∞ — температура окружающей пласт породы.

В общем случае величины P^0 , S^* , P^N , T^* и C^* могут зависеть от координат и от времени. В рассмотренном ниже примере насыщенность и давление на Γ_1 , а также давление на Γ_2 считаются постоянными, т.е. P^0 , S^* , P^N — постоянные. Во время поступления тепла в образец $T^* = 1$, кислоты $C^* = 1$ (в относительных единицах), в любое другое время $T^* = 0$, $C^* = 0$. Если через какую-то часть участка границы Γ_1 кислота или тепло в пористую среду не поступает, то на этой части $T^* = 0$ и $C^* = 0$.

Построенная система уравнений решается в переменных давление, насыщенность, температура и концентрация кислоты конечно-элементным методом контрольных объемов на равномерной сетке. Методы аппроксимации и численная схема решения задачи подробно описаны в работе (см. [7]).

Для того, чтобы описать изменения фильтрационно-емкостных свойств пористой среды, воспользуемся одной из основных характеристик микронеоднородности — функцией распределения пор по размерам ϕ . Пусть каждый элемент пористой среды в начальный момент времени характеризуется своей функцией распределения пор по размерам: $\phi(r, 0) = \phi^0(r)$. Изменение фильтрационно-емкостных характеристик пласта вычислим на основе смещения функции распределения пор по размерам в результате взаимодействия кислоты с поверхностью пористой среды при помощи следующих выражений:

$$m = \frac{m^0 \int_0^\infty r^2 \phi dr}{\int_0^\infty r^2 \phi^0 dr}, \quad k = \frac{k^0 \int_0^\infty r^4 \phi dr}{\int_0^\infty r^4 \phi^0 dr}, \quad (6)$$

где k^0 , m^0 — начальные значения проницаемости и пористости соответственно.

Одним из основных достоинств такого определения пористости и проницаемости является возможность предсказания появления "червоточин" (пор большого размера) в пористой среде по динамике функции распределения пор по размерам. Более детальное описание данного метода было рассмотрено в работах (см. [7, 8]).

2. Численные результаты

Рассмотрим модель нефтяного пласта в форме параллелепипеда размерами 300×300 м и толщиной 40 м, ограниченного непроницаемыми поверхностями. Шаг равномерной по горизонтали сетки принят равным 5 м, а по вертикали — 1 м. Скважины расположены по пятиточечной схеме. Начальная абсолютная проницаемость коллектора $k_1 = 0.05$ мкм², пористость $m_1 = 0.05$, пластовая температура и температура насыщающих его жидкостей $T^0 = 300$ К. В начальный момент времени залежь целиком заполнена нефтью.

На нагнетательной скважине поддерживается постоянное значение давления $P^0 = 16$ МПа, а на добывающей $P^N = 10$ МПа. Динамическая вязкость нефти и воды $\mu_o = 115$ мПа × с, $\mu_w = 1.5$ мПа × с, соответственно. Расчеты проводятся до достижения обводненности продукции 98%. Концентрация кислоты в водном растворе составляет 5%; $D_e = 5 \cdot 10^{-11}$ м²/с. В нагнетательную скважину закачивается

водный раствор соляной кислоты (объем чистой кислоты в данном примере составляет 25 м^3). Динамика изменения функции распределения пор по размерам показана на рис. 1, а поле проницаемости после закачки реагента — на рис. 2. Начальный спектр пор был взят из работы (см. [6])

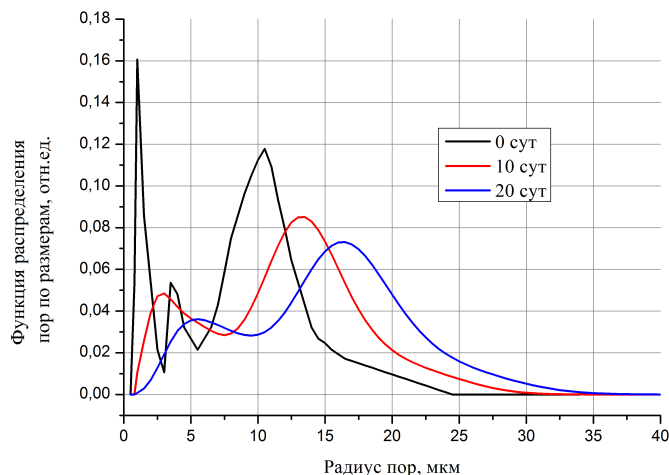


Рис. 1: Динамика функции распределения пор по размерам для узла (1,1,1)

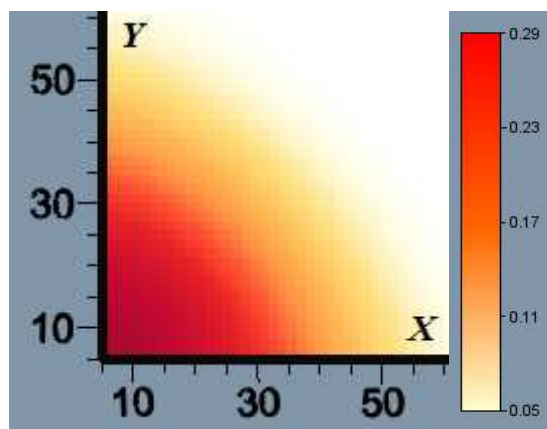


Рис. 2: Поле абсолютной проницаемости (мкм^2) после кислотной обработки

Из рис. 1 видно, что растворение породы раствором кислоты сопровождается увеличением размера пор, отражающемся в смещении графика в сторону крупных радиусов.

Будем считать, что каналы, радиус которых больше 500 мкм, являются «червоточинами». Пусть N — общее число поровых каналов в контрольном объеме. Тогда количество червоточин в этом объеме можно вычислить по формуле

$$N_q = N \frac{\int_{500}^{\infty} \phi(r) dr}{\int_0^{\infty} \phi(r) dr}.$$

Вычисления показали, что в узле, в котором расположена нагнетательная скважина, после кислотной обработки образуются 6 каналов с радиусами более 500 мкм.

После обработки прискважинной зоны реагентом производится закачка воды с температурой 360 К в течение 18 месяцев. На рис. 3 показаны поля температуры на момент окончания нагнетания горячей воды для случаев заводнения без применения и с применением кислотного воздействия.

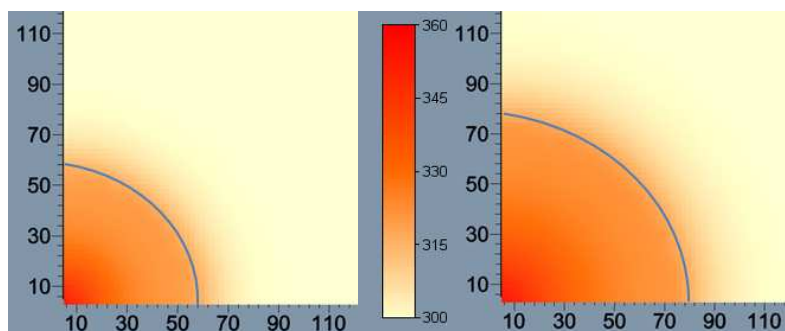


Рис. 3: Поле температуры для случаев обычного заводнения (слева) и кислотной обработки прискважинной зоны (справа)

Как видно, обработка кислотой окрестности нагнетательной скважины позволяет значительно расширить зону теплового воздействия на пористую среду, тем самым увеличить область с пониженной вязкостью нефти.

Одним из параметров, характеризующих эффективность проводимых мероприятий, является коэффициент извлечения нефти (КИН). На рис. 4 построены кривые для случаев обычного заводнения залежи, заводнения с закачкой раствора кислоты, теплового воздействия и для случая, когда кислотное воздействие и нагнетание горячей воды применяются вместе.

Результаты вычислений показали, что по достижению обводненности продукции 98% КИН при обычном заводнении составляет 0.464, а в случае заводнения с воздействием кислотой — 0.457. Отрицательный эффект от обработки прискважинной зоны реагентом обусловлен увеличением степени неоднородности коллектора вследствие изменения фильтрационных свойств пористой среды. Данный вопрос более подробно был рассмотрен в работах [7, 8], в которых отмечено, что положительный эффект от кислотного воздействия достигается только за счет интенсификации добычи, т.е. в случаях, когда КИН сравнивается при прекращении работы скважин по достижению предельно-допустимого конечного дебита по нефти.

При применении теплового воздействия, объем отобранной нефти увеличивается на 1.2% по сравнению с обычным заводнением, а в случае, когда горячая вода закачивается в обработанную кислотой прискважинную зону, прирост составляет 2.4%. Таким образом, на основании вычислительных экспериментов можно сделать вывод, что предварительная кислотная обработка нефтяной залежи с последующей закачкой теплоносителя оказывает положительный эффект на целевые показатели добычи.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, за счет субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, а также гранта РФФИ № «14-01-31096 мол_а».

Выводы

В работе представлена математическая модель вытеснения нефти водой с учетом тепловой обработки коллектора и применения кислотного воздействия на пласт. Методика вычисления изменения пористости и проницаемости основана на использовании функции распределения пор по размерам и интенсивности объединения поровых каналов.

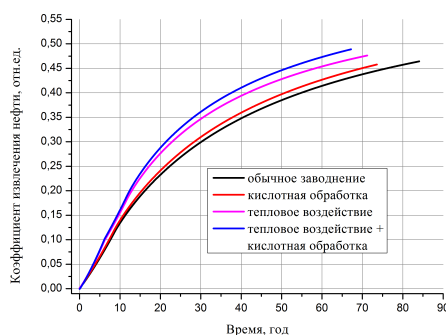


Рис. 4: Коэффициент извлечения нефти при различных видах воздействий на коллекторы.

Получены результаты, показывающие, режим нагнетания горячей воды в скважину, окрестность которой была предварительно обработана кислотой, является наиболее эффективным методом заводнения залежи нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. — М: Недра, 1988. — 422 с.
2. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М: Недра, 1985. — 308 с.
3. Булгакова Г.Т., Шарифуллин А.Р., Харисов Р.Я., Байзитова А.В., Телин А.Г., Пестриков А.В. Лабораторные и технические исследования кислотной обработки карбонатов // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 4. — С. 2–6.
4. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media // AIChE Journal. — 1988. — V. 34, № 1. — P. 45–54.
5. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М: Недра, 1984. — 207 с.
6. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. — М: Недра, 1977. — 288 с.
7. Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Кислотное воздействие на многослойные нефтяные пласты // Вычислительные методы и программирование. — 2013. — Т. 14. — С. 50–57.
8. Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Кислотное воздействие на многослойные нефтяные пласты // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 6. — С. 62–65.

REFERENCES

1. Burger J., Sourieau P., Combarous M. Récupération assistée du pétrole les méthodes thermiques. — Paris: Editions technip, 1984.
2. Surguchev M.L. Secondary and Tertiary EOR Methods [Vtorichnye i Tretichnye Metody Uvelicheniya Nefteotdachi Plastov]. — Moscow: Nedra, 1985. — 308 p. (in Russian)
3. Bulgakova G.T., Sharifullin A.R., Kharisov R.Ya., Bayzigitova A.V., Telin A.G., Pestrikov A.V. Laboratory and theoretical researches of matrix acid-based carbonates processing // Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry. — 2010. — № 5. — P. 75–79.

4. **Hoefner M.L., Fogler H.S.** Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media // *AIChE Journal*. – 1988. – V. 34, № 1. – P. 45–54.
5. **Barenblatt G.I., Entov V.M., and Ryzhik V.M.** Liquid and Gas Flow in Natural Reservoirs [Dvizhenie zhidkostei i gazov v prirodnykh plastakh]. – Moscow: Nedra, 1984. – 416 p. (in Russian)
6. **Kotyakhov F.I.** Physics of oil and gas reservoirs [Fizika nefjtjanykh i gazovykh kollektorov]. – Moscow: Nedra, 1977. – 289 p. (in Russian)
7. **Zakirov T.R., Nikiforov A.I.** Acid effect on multilayer oil reservoirs // Numerical methods and programming. – 2013. – V. 14. – P. 50–57.
8. **Zakirov T.R., Nikiforov A.I.** Modeling acid impact in water flooding oil reservoir // *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*. – 2012. – № 6. – P. 62–65.